1 4.10 ENERGÍA Y MINERALES

2 Esta sección describe los recursos energéticos y minerales existentes en la zona
3 próxima al Proyecto, tales como petróleo, gas natural, arena, grava y electricidad.
4 Asimismo, en él se evalúa si la construcción u operación del proyecto propuesto
5 restringiría el acceso a los recursos energéticos o minerales, o si sería incompatible
6 con los planes de ahorro energético adoptados o los estándares energéticos existentes.
7 En esta sección también se tratan los comentarios públicos recibidos durante la fase de
8 determinación del alcance del Proyecto llevada a cabo en marzo de 2004 y durante la
9 revisión pública de la Declaración de Impacto Ambiental (EIS) y el Informe de Impacto
10 Ambiental (EIR) preliminares publicados en octubre de 2004. Entre los comentarios se
11 solicitaba más información sobre las concesiones de gas y petróleo en el área del
12 Proyecto y que se explicaran las leyes federales sobre energía y minerales. La
13 información relacionada con el gas natural y las necesidades energéticas del estado y
14 el resto del país se presenta en la Sección 1.2 "Propósito, necesidad y objetivos del
15 Proyecto". En el Capítulo 3.0, "Alternativas", se explica acerca de la conservación de
16 energía y las fuentes renovables.

17 Tal como se describe en la Sección 1.2, la Administración de Información Energética
18 (EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos, la Comisión de Conservación y
19 Desarrollo de Recursos Energéticos de California (Comisión Energética de California
20 [CEC]) y la Comisión de Entidades Públicas de California (CPUC) son las principales
21 fuentes de información que se utilizaron para este documento. Según la legislación de
22 California, la CEC y la CPUC son las responsables de asegurar que se atiendan los
23 intereses y necesidades energéticos del estado. Hay también datos disponibles sobre
24 producción de gas y petróleo en los sitios web del Servicio de Manejo de Minerales de
25 Estados Unidos (MMS) y de la División de Recursos Petrolíferos, Gasíferos y
26 Geotérmicos (CDOGGR)¹ del Departamento de Conservación de California.

27 El Servicio de Guardacostas de Estados Unidos (USCG), la Administración Marítima de
28 Estados Unidos (MARAD) y la Comisión de Tierras del Estado de California (CSLC) no
29 tienen responsabilidad alguna en la determinación de las necesidades y suministros
30 energéticos del estado ni del resto del país. Estas agencias deben utilizar la
31 información desarrollada o suministrada por aquellas agencias federales o estatales
32 con autoridad o experticia en dicha área, en especial, los datos recopilados por la EIA y
33 la CEC. Este documento hace uso de datos disponibles recientemente por parte de la
34 CEC, incluyendo el Plan de Acción Energética de 2003, el Informe de Política
35 Energética Integrada de 2003 y la Evaluación Actualizada de Gas Natural de 2005
36 (CEC 2003; CEC y CPUC 2003; CEC 2005b). La actualización de la Evaluación de Gas
37 Natural de 2005, se basa en las proyecciones sobre demanda, suministro y precios de
38 gas natural, del Informe Integrado de Energía de la CEC, 2003. Según el recientemente
39 publicado Informe de Política Energética Integrada de la CEC, se estima que la

¹ Los datos citados en la Sección 4.10 acerca del número de pozos y los volúmenes de petróleo y gas producidos en yacimientos federales y estatales se puede encontrar en los sitios <http://www.mms.gov/omm/pacific/> y <http://opi.consrv.ca.gov/opi/opi.dll>.

1 demanda de gas natural en California crecerá a un menor ritmo que la del resto del
2 país, gracias a las medidas de eficiencia energética del estado y el uso de fuentes
3 renovables de combustible. Sin embargo, la demanda sigue creciendo. Se proyecta
4 que la demanda total de gas natural de California se incrementará 0.7 por ciento al año
5 de 2006 a 2016 (CEC 2005d).

6 **4.10.1 Condiciones Ambientales**

7 **4.10.1.1 Recursos energéticos**

8 Según la EIA y la CEC, el petróleo y el gas natural son dos de los principales
9 combustibles que impulsan el sistema energético de California. Este estado produce
10 cerca de 42 por ciento del petróleo que consume, 16 por ciento del gas natural y 77.7
11 por ciento de la electricidad (CEC 2005c). El resto de la energía debe ser importada. El
12 crudo se trae desde Alaska y el exterior; y la electricidad y el gas natural, de Canadá, la
13 región noroeste de Estados Unidos, los estados de las montañas Rocallosas y la región
14 suroeste. Las fuentes energéticas para la generación de electricidad incluyen gas
15 natural (41.9 por ciento), carbón (19.8 por ciento), energía hidroeléctrica (14.8 por
16 ciento), nuclear (12.9 por ciento) y fuentes renovables (10.6 por ciento). A continuación
17 se identifican las fuentes de energía usadas en el área del Proyecto (costa afuera de
18 Oxnard y Malibú y en Santa Clarita).

19 **Recursos petrolíferos y gasíferos**

20 California tiene una moratoria legislativa en el otorgamiento de concesiones para la
21 explotación costa afuera de petróleo y gas en aguas del estado, así como una
22 moratoria en aguas federales hasta el año 2008. Sin embargo, el desarrollo propuesto
23 puede ubicarse dentro de las áreas costa afuera dadas en concesión antes de dichas
24 moratorias. La Comisión Costera de California revisó varias propuestas impulsadas por
25 el Servicio de Manejo de Minerales para extender los períodos de concesión de 36
26 áreas costa afuera cuyas licencias fueron otorgadas antes de la moratoria federal². En
27 agosto de 2005, la CCC objetó un pronunciamiento de compatibilidad hecho por el
28 Servicio de Manejo de Minerales sobre las concesiones en la Unidad en Cavern Point
29 (números de concesión OCS-P 0210 y OCS-P 0527), ubicada en aguas federales costa

² Las concesiones federales que están en vigencia fueron otorgadas por el Servicio de Manejo de Minerales del Departamento del Interior de Estados Unidos antes de 1984, y tenían un período inicial de vigencia de cinco años. Una vez vencido el período inicial de la concesión, ésta continúa vigente siempre que se produzca petróleo y gas en cantidades cuantiosas o se estén llevando a cabo operaciones de exploración. Si no se han iniciado operaciones de producción ni perforaciones aprobadas para el final del período de vigencia, la concesión expirará y el concesionario perderá el derecho a explotar los recursos petrolíferos y gasíferos en el área dada en concesión (30 Código de Regulaciones Federales Parte 250.180). El Servicio de Manejo de Minerales no ha otorgado concesiones frente a la costa de California desde 1984. En 1990, el ex presidente George H. W. Bush impuso una moratoria en el otorgamiento de licencias frente a la costa de California, entre otras regiones, como respuesta a los hallazgos del Consejo Nacional de Investigación, para el cual la información ambiental era demasiado escasa para aconsejar el otorgamiento de concesiones frente a las costas de Florida y California.

1 afuera del condado Ventura, al norte de la isla de Anacapa, pues consideraba que el
2 pronunciamiento carecía de la información necesaria para evaluar la compatibilidad del
3 Proyecto con el Programa de Manejo Costero de California (CCC 2005).

4 Dado que la USCG, la MARAD y la CSLC no pueden prever el estatus futuro de las
5 concesiones de petróleo y gas en California, se debe evaluar el Proyecto tomando en
6 cuenta las condiciones actuales o aquellas que se puedan prever de manera razonable.
7 En condiciones razonablemente previsibles, la producción de gas y petróleo en el área
8 del Proyecto no constituiría un uso potencialmente competitivo. Culminada la
9 construcción, el área del Proyecto regresaría a las condiciones iniciales de línea base.
10 Si se llegara a levantar la moratoria, la disponibilidad de técnicas de perforación
11 permitiría la explotación de recursos muy por debajo de cualquier ducto que fuera
12 propuesto.

13 *Costa afuera – Unidad de almacenamiento y regasificación (FSRU) y ductos* 14 *submarinos propuestos*

15 La plataforma Gina, una plataforma federal, es la plataforma productora de petróleo y
16 gas que se encuentra más cerca de la FSRU y los ductos costa afuera propuestos (ver
17 Figura 2.1-2 en el Capítulo 2, "Descripción de la acción propuesta)". La plataforma Gina
18 tiene 15 ranuras de pozo y está situada aproximadamente 4.8 millas náuticas (5.5
19 millas or 8.9 kilómetros [km]) al oeste de la parte más cercana al ducto costa afuera
20 propuesto. El producto de la plataforma Gina es enviado por el ducto a la Instalación de
21 Separación de Mandalay (costa adentro), el cual está ubicado en la ciudad de Oxnard,
22 justo al sur de la Estación Generadora Mandalay de Reliant Energy. La producción
23 acumulada de petróleo y gas de la plataforma Gina desde que fue instalada en
24 diciembre de 1980 excede los 10.5 millones y 5.6 millones de barriles (441 millones y
25 235 millones de galones o 1.7 millones y 0.9 millones de metros cúbicos [m³])
26 respectivamente (producción hasta marzo de 2003).

27 No hay plataformas estatales instaladas cerca del área propuesta del Proyecto. La
28 plataforma estatal más cercana es la plataforma Holly, ubicada costa afuera de Goleta,
29 en el condado de Santa Bárbara.

30 *Costa adentro – Área propuesta para el ducto de Center Road*

31 La ciudad de Oxnard tiene tres yacimientos de gas y petróleo dentro de su esfera de
32 influencia: el West Montalvo, el Oxnard y el Avenida Santa Clara. Un cuarto yacimiento,
33 llamado El Río, dejó de producir en 1993. Todos los pozos de este campo se
34 encuentran taponados y abandonados (Ciudad de Oxnard 1990).

35 El yacimiento Avenida Santa Clara está al norte de la carretera U.S. 101 (Autopista de
36 Ventura) y se ubica entre las rutas propuestas para el ducto de Center Road y su
37 Alternativa 1. Hay 42 pozos en el yacimiento Avenida Santa Clara, 28 de los cuales
38 están actualmente activos mientras que el resto permanece ocioso o ha sido taponado
39 (CDOGGR 2005). La mayoría de los pozos de este yacimiento son de baja
40 productividad. Son pozos que producen menos de 10 barriles (420 galones o 1.6 m³)

1 de petróleo al día. El promedio de producción diario de este yacimiento en 2004 fue de
2 194 barriles (8,150 galones o 30.8 m³) de petróleo y 8.4 mil pies cúbicos (238 m³) de
3 gas.

4 La ruta propuesta para el ducto de Center Road atraviesa el Campo Oxnard, que está
5 justo al oeste del aeropuerto de Camarillo y al sur de la carretera U.S. 101 (Autopista
6 de Ventura). En el Campo Oxnard se encuentran aproximadamente 290 pozos, de los
7 cuales aproximadamente 46 se consideran productivos. En 2004, el yacimiento Oxnard
8 produjo un promedio de 247 barriles (10,400 galones o 39 m³) de petróleo y 16.5 mil
9 pies cúbicos (467 m³) de gas al día. La ruta propuesta del ducto pasa
10 aproximadamente a menos de 200 pies (61 m) de 11 pozos activos de petróleo y gas
11 pertenecientes al yacimiento Oxnard, entre las marcas de millas 7.0 y 9.0.

12 La alternativa Canal de Santa Bárbara / Cruce costero de Mandalay / Ducto de
13 Gonzáles Road toca tierra dentro del yacimiento West Montalvo. Hay aproximadamente
14 28 pozos de producción activos en West Montalvo, que en su conjunto produjeron un
15 promedio diario de 861 barriles (36,200 galones o 137 m³) de petróleo y 743 mil pies
16 cúbicos (21,040 m³) de gas en 2004.

17 *Costa adentro – Área propuesta para la Línea 225 del Ducto Periférico*

18 Existen numerosos campos de petróleo y gas, activos o abandonados, en los
19 alrededores de la Línea 225 del ducto periférico propuesto, tales como los que se
20 encuentran en el cañón Placerita y cerca del poblado de Castaic. El campo activo más
21 cercano es el de Honor Rancho, ubicado junto a la punta oeste del ducto propuesto, a
22 un lado de la Estación de Válvulas Honor Rancho. Este yacimiento tiene menos de 10
23 pozos de producción activos. Durante 2004, este yacimiento produjo un promedio diario
24 de 185 barriles (7,770 galones o 29.4 m³) de petróleo y 24,296 mil pies cúbicos
25 (688,000 m³) de gas. El resto de los yacimientos cercanos, Castaic Junction, Saugus, y
26 Cañón Bouquet han sido abandonados y no tienen pozos en producción.

27 **Instalaciones de energía eléctrica**

28 *Costa afuera – FSRU y ductos submarinos propuestos*

29 La electricidad a bordo de la FSRU sería suministrada por cuatro generadores en la
30 unidad flotante, que emplean dos tipos de combustible (gas natural y diésel), y un
31 generador de respaldo para emergencias que funciona con diésel. No se emplearían
32 líneas de energía eléctrica entre la costa y la unidad. Los cuatro generadores duales
33 operarían principalmente mediante el uso de gas natural proveniente de los tanques
34 tipo Moss o gas natural regasificado en la misma FSRU). El diésel se utilizaría sólo en
35 casos de emergencia, cuando no se pueda tener acceso al suministro de gas natural;
36 una vez al mes, cuando se realicen pruebas; o durante maniobras de entrenamiento
37 para emergencias. El consumo estimado de diésel es de 350 galones (1.3 m³) al mes o
38 4,200 galones (16 m³) al año. La FSRU no tendría un motor, por lo que no se
39 necesitaría combustible para el transporte. Los cargueros que traerían el LNG de
40 Australia hacia la FSRU operarían por medio del LNG que llevan a bordo y consumirían

1 aproximadamente 4 millones de galones (15,140 m³) de la carga de LNG durante un
2 viaje ida y vuelta. Otros puntos de consumo de energía relacionados con el Proyecto
3 incluyen el funcionamiento permanente de dos embarcaciones de remolque y
4 suministro, y un barco para transportar el personal, los cuales funcionarían con gas
5 natural suministrado por la FSRU. Como resultado, el Proyecto no afectaría la
6 demanda de electricidad durante el período pico ni el período base.

7 *Costa adentro – Área propuesta para el ducto de Center Road*

8 Reliant Energy opera dos instalaciones generadoras de electricidad importantes en el
9 condado de Ventura – La instalación Mandalay, en el sector oeste de Oxnard, y la
10 instalación en Playa Ormond, ubicada donde se ha propuesto que comience la ruta del
11 ducto de Center Road. La Estación Generadora Mandalay consiste en dos unidades de
12 gas de petróleo de 215 megavatios y una de 140 megavatios, cuya capacidad conjunta
13 de generación es de 570 megavatios. La Estación Generadora de Playa Ormond está
14 compuesta por dos unidades convencionales de gas de petróleo de 750 megavatios,
15 con una capacidad total de generación de 1,500 megavatios (CEC 2005a). Una línea
16 de transmisión eléctrica de alto voltaje que sale de la Estación Generadora de Playa
17 Ormond corre en su mayoría en sentido este – oeste y se cruza con la ruta propuesta
18 del ducto de Center Road en la intersección de Pidduck / Dufau Road con Nauman
19 Road, cerca de la State Route 1 (Autopista de la Costa del Pacífico).

20 Hay tres subestaciones de distribución de 66 kilovoltios en la sección del área del
21 Proyecto que está en Oxnard: la subestación Levi, ubicada en la intersección de la U.S.
22 101 con Dempsey Road, que sirve al puerto de Hueneme y la sección sur de la ciudad
23 de Oxnard; la subestación Gonzáles, en la punta noreste del bulevar Oxnard con la
24 avenida Vineyard, que presta servicio a la sección norte / noroeste de la ciudad de
25 Oxnard; y la subestación de las islas Channel, en la punta de la calle Hemlock con la
26 calle Victoria, en el puerto de Hueneme, que presta servicio al puerto de Hueneme y la
27 sección suroeste de la ciudad de Oxnard.

28 La electricidad se distribuye a cada usuario desde las subestaciones a través de líneas
29 que operan a 16 kilovoltios o 4 kilovoltios. Estas líneas se extienden por lo general bajo
30 tierra desde las subestaciones y se integran a las redes de distribución que existen en
31 un área en particular. Los cables de alta tensión que se extienden desde la instalación
32 en Playa Ormond corren paralelos al derecho de vía de la ruta propuesta para el ducto
33 de Center Road.

34 *Costa adentro – Área propuesta para la Línea 225 del Ducto Periférico*

35 Hay dos instalaciones de distribución eléctrica a menos de 2 millas (3.2 km) de la ruta
36 propuesta para la Línea 225 del Ducto Periférico: una estación de distribución de gran
37 tamaño en la intersección de Copper Hill Drive y Newhall Ranch Road, y la subestación
38 que está cerca de la intersección de la State Route 126 (Magic Mountain Parkway) con
39 Tourney Road (Follstad 2005).

1 Ninguna de las instalaciones eléctricas que existen a lo largo de las rutas propuestas
 2 para el ducto de Center Road y la Línea 225 del Ducto Periférico sería afectada por el
 3 proyecto.

4 El Proyecto requiere la instalación de un ducto de 14.7 millas (23.7 km) de largo y 36
 5 pulgadas (0.9 m) de diámetro en Oxnard y otro de 7.7 millas (12.4 km) de largo y 30
 6 pulgadas (0.76 m) de diámetro en Santa Clarita, junto con sus instalaciones accesorias,
 7 como las estaciones de válvulas. Sin embargo, el Proyecto no requeriría que se
 8 construyeran nuevas instalaciones generadoras o subestaciones ni que se alteraran
 9 substancialmente los sistemas del servicio eléctrico.

10 **4.10.1.2 Recursos minerales y agregados**

11 El Consejo de Minería y Geología del Estado de California clasifica los recursos
 12 minerales mediante el sistema de Zonas de Recursos Mineros (MRZ). Estas zonas se
 13 han establecido según la presencia o ausencia de depósitos significativos de arena,
 14 grava y fuentes de roca triturada; por ejemplo, productos usados en la producción de
 15 cemento. Las pautas para establecer las MRZ son las siguientes:

- 16 • MRZ-1: áreas donde la información adecuada indica que no hay depósitos
 17 significativos de mineral, o donde se estima una baja probabilidad de existencia;
- 18 • MRZ-2: áreas donde la información adecuada indica que los depósitos
 19 significativos de mineral están presentes, o donde se estima una alta
 20 probabilidad de existencia;
- 21 • MRZ-3: áreas que contienen depósitos de mineral y cuya importancia no puede
 22 ser evaluada a partir de los datos disponibles; y
- 23 • MRZ-4: áreas donde la información disponible es inadecuada para ser
 24 asignadas a cualquier otra MRZ.

25 El Departamento de Planificación del Condado de Ventura también ha adoptado un
 26 sistema de clasificación de recursos minerales en zonas de Protección de Recursos
 27 Minerales (MRP) para minimizar cualquier conflicto que pudiera haber entre la
 28 explotación minera y cualquier otro uso de la tierra (Condado de Ventura 1988). Los
 29 permisos discrecionales no se otorgan en áreas que estén en zonas MRP si el uso
 30 obstaculiza o impide el acceso a un recurso mineral o su extracción, excepto donde se
 31 dé una o más de las siguientes opciones:

- 32 • El uso tiende principalmente hacia la protección de la vida o la propiedad;
- 33 • El uso provee un beneficio significativo al público;
- 34 • No hay recursos minerales presentes en el sitio;
- 35 • La extracción del recurso no es viable desde el punto de vista técnico o
 36 económico; o
- 37 • La extracción del recurso no es viable debido a las limitaciones impuestas por el
 38 condado.

1 Las metas del Programa de Manejo de Recursos del Condado de Ventura son las
2 siguientes: (1) Las áreas con minerales clasificadas como MRZ-2 o designadas como
3 áreas de importancia estatal o regional deberían estar protegidas de aquellos usos de
4 tierra que pudieran ser excluyentes o incompatibles, para que los recursos minerales
5 de estas tierras o áreas estén disponibles cuando sea necesario; y (2) la minería a cielo
6 abierto dentro de estos terrenos clasificados y áreas designadas debería mantenerse
7 bajo control para garantizar que (a) se prevenga o minimicen los efectos ambientales
8 adversos y se recuperen las tierras explotadas a un punto en el que se adapten a usos
9 alternativos de la tierra; y que (b) se promueva la producción y conservación de
10 minerales, tomando en cuenta las actividades recreativas, las cuencas, la fauna y flora,
11 la estética, el disfrute y otros factores ambientales y se eliminen los peligros residuales
12 para la salud y seguridad publicas.

13 *Ducto de Center Road*

14 La ruta propuesta para el ducto de Center Road no atravesaría ninguna área con
15 recursos minerales comprobados o potenciales. La ruta atravesaría áreas MRZ-1 y
16 MRZ-4. No existen áreas MRZ-2 o MRZ-3 en los alrededores del ducto de Center Road
17 propuesto. El Proyecto tampoco está en una zona MRP del condado de Ventura. El
18 Proyecto, entonces, no obstaculizaría la extracción de recursos minerales o agregados.

19 *Línea 225 del Ducto Periférico*

20 El Consejo de Minería y Geología del Estado de California aún no ha trazado en mapas
21 ni clasificado los recursos agregados que se encuentran en esta área. Entre los
22 recursos minerales que se pueden encontrar en la ciudad de Santa Clarita a lo largo de
23 la ruta propuesta de la Línea 225 del Ducto Periférico se incluyen minas de aluvión,
24 vetas de oro, yacimientos petrolíferos y agregados de construcción (específicamente a
25 lo largo del río South Fork Santa Clara). La explotación de oro ha sido la principal
26 actividad de extracción minera en el área; otros minerales incluyen el titanio y la tufa.
27 Con excepción del punto donde cruzaría el río South Fork Santa Clara, la mayor parte
28 de la ruta del ducto pasaría por áreas urbanas desarrolladas; no se atravesaría ningún
29 área de recursos minerales o agregados (Ciudad de Santa Clarita 1991). Para cruzar
30 sobre el río South Fork Santa Clara se utilizaría un puente en Magic Mountain Parkway.
31 En vista de todo lo anterior, esta fuente potencial de agregados no sería afectada y el
32 Proyecto no impediría la extracción de recursos minerales o agregados.

33 **4.10.1.3 Plan de Acción Energética de California**

34 Para 2003, el estado de California usaba 265,000 gigavatios / hora de electricidad
35 anual y el consumo de este recurso estaba creciendo 2 por ciento al año. Desde la
36 década de los noventa, entre el 29 por ciento y el 42 por ciento de la generación dentro
37 del estado empleaba gas natural. El estado utiliza 2 billones de pies cúbicos (56.6 mil
38 millones m³) de gas natural por año (CEC y CPUC 2003).

39 Para compensar parte de la demanda del gas natural, el estado de California está
40 extendiendo sus programas de conservación de la energía. Para ello, retirará las

1 centrales eléctricas menos eficientes y diversificará su mezcla de combustibles
2 mediante la promoción del Estándar para la Cartera de Energías Renovables (RPS). El
3 Plan de Acción Energética de 2005 reconoce que el estado necesita garantizar un
4 suministro de gas natural de largo plazo y a tarifas razonables. Para ello, se han
5 adoptado las siguientes ocho medidas:

- 6 1. Adoptar programas y estándares adicionales de eficiencia en el uso de la
7 electricidad y el gas natural.
- 8 2. Establecer un programa basado en el uso de la energía solar para calentar agua
9 y reducir así el consumo de gas natural.
- 10 3. Proveer un sistema de transporte y almacenamiento de gas natural capaz de
11 satisfacer la demanda pico de California.
- 12 4. Fomentar el desarrollo de sistemas adicionales de almacenamiento de gas para
13 reforzar la confiabilidad y mitigar la volatilidad de los precios.
- 14 5. Continuar con el Grupo de Trabajo Interinstitucional para el Otorgamiento de
15 Licencias de LNG del estado y concebir un proceso para facilitar la evaluación y
16 ubicación expedita y ambientalmente sensible de las instalaciones de LNG que
17 se necesiten.
- 18 6. Establecer estándares para la medición y el pago de transmisión adicional y
19 mejoras a la capacidad de almacenamiento; así como también, estándares para
20 el acceso a los sistemas de transmisión de gas natural.
- 21 7. Determinar si las normas actuales en torno a la calidad del gas natural son
22 adecuadas.
- 23 8. Realizar evaluaciones continuas de los mercados mundiales de gas natural.

24 Asimismo, la Evaluación Actualizada de Gas Natural de 2005 de la CEC incluye la
25 importación de suministros de gas natural del exterior, lo cual requeriría de un terminal
26 de importación como método posible para atacar el incremento del precio del gas
27 natural en California. El Proyecto contribuiría a la diversificación de las fuentes de
28 suministro de gas natural e incrementaría el suministro de energía. En vista de lo
29 anterior, el Proyecto es compatible con el Plan de Acción Energética de California.

30 **Conservación energética**

31 El estado de California está reduciendo su consumo de electricidad por habitante
32 mediante el diseño y la implementación de medidas de conservación y eficiencia
33 energética. En el Plan de Acción Energética de 2005 se mencionan las siguientes
34 acciones puntuales (CEC y CPUC 2005):

- 35 1. Exigir que toda la eficiencia energética en función de los costos se integre a los
36 planes de recursos de las compañías de servicios al mismo nivel que las
37 opciones de oferta de recursos.
- 38 2. Adoptar las carteras y fondos del programa de eficiencia energética de 2006-
39 2008 para finales de 2005.

- 1 3. Expandir esfuerzos para crear más conciencia en la población y mejorar la
2 adopción de medidas de eficiencia.
- 3 4. Promover una cartera equilibrada de reducciones aplicadas a la energía de
4 carga fundamental, la demanda y la demanda pico, para así obtener tanto
5 solidez como beneficios de eficiencia energética de largo plazo en relación con
6 la electricidad y el gas natural.
- 7 5. Integrar los programas de respuesta a la demanda a los programas de
8 eficiencia energética.
- 9 6. Implementar las acciones enumeradas en el Plan de Acción para "Edificios
10 Verdes" de la Gobernación a fin de mejorar la eficiencia de las edificaciones y
11 reducir en 20% el consumo de corriente de grilla en todos los edificios públicos
12 y comerciales en California para el año 2015.
- 13 7. Trabajar de manera conjunta con las compañías de servicios que sean
14 propiedad de los consumidores en la implementación de todos los programas
15 para que traten como un recurso lo que se ha ahorrado gracias a las medidas
16 de eficiencia y ayuden a California a alcanzar su meta de reducir el consumo
17 *per capita* de electricidad.
- 18 8. Adoptar los nuevos estándares que rigen el uso de artefactos eléctricos para
19 2006 y complementar así los que se adoptaron en diciembre de 2004.
- 20 9. Adoptar nuevos estándares para edificios que puedan ser implementados en
21 2008 y que incluyan, entre otras medidas, tecnologías de respuesta a la
22 demanda que sean beneficiosas en relación con el costo y sistemas
23 fotovoltaicos integrados.
- 24 10. Incrementar el acceso a préstamos de tasas preferenciales impulsados por el
25 estado para la implementación de proyectos de generación y distribución de
26 energía eficientes y de distribución 'limpia'.
- 27 11. Mejorar los programas de eficiencia energética para comunidades de bajos
28 recursos, comunidades que no hablan inglés y otros segmentos de la población
29 difíciles de contactar.
- 30 12. Adoptar en 2006 incentivos verificables basados en el rendimiento para que las
31 compañías privadas de servicios inviertan en medidas de eficiencia energética,
32 con riesgos y premios que estén basados en el rendimiento y sean compatibles
33 con los intereses del consumidor.
- 34 13. Actualizar y mejorar, en la medida de lo necesario, los protocolos de
35 evaluación, medición y verificación del servicio para asegurar que la eficiencia
36 energética permanezca integrada a la planificación de recursos, que se
37 cuantifiquen los beneficios de la reducción de emisiones y que se verifiquen las
38 metas de cumplimiento.
- 39 14. Identificar oportunidades y programas de apoyo para reducir la demanda de
40 electricidad asociada con el sistema de suministro de agua durante las horas
41 pico e identificar oportunidades para reducir la energía que se necesita para
42 operar los sistemas de transporte y tratamiento de aguas.

1 15. Adoptar un informe para mejorar la eficiencia de los edificios existentes, tal
2 como lo exige el Proyecto de Ley 549 de la Asamblea de California, y diseñar
3 leyes y reglamentos para implantar las recomendaciones que en él se hacen.

4 Estas medidas han sido previstas, tanto de manera individual como colectiva, para
5 compensar parcialmente la necesidad de nuevas instalaciones de generación de
6 energía (para más detalles sobre este punto, ver Sección 3.3.1, "Conservación de
7 energía"). Según el plan de 2005, se necesitan opciones adicionales confiables para el
8 suministro de gas natural, a parte de las demás medidas puntuales descritas en el plan
9 (CEC y CPUC 2005). Aun tomando en cuenta el mayor número de medidas de
10 conservación, la demanda de gas natural crecerá a una tasa anual de 0.7 por ciento
11 entre 2006 y 2016, según estimaciones de la CEC (CEC 2005d).

12 **Fuentes renovables de energía**

13 En 2003, la electricidad generada a partir de fuentes renovables (tales como el viento,
14 la geotermia y la hidroelectricidad) cubrió el 11 por ciento de la demanda total del
15 estado. El objetivo del estado de California es generar 20 por ciento de su electricidad a
16 partir de energías renovables para el año 2017. Asimismo, el estado aspira a adelantar
17 la fecha de terminación al año 2010, de acuerdo con el Plan de Acción Energética II de
18 2005 (CEC y CPUC 2005) y el Informe Anual 2003 de Investigación de Interés Público
19 en Energía (CEC 2004). Según el Plan de Acción Energética II, el estado de California
20 debe:

- 21 1. Aprobar de manera expedita los contratos de las solicitudes iniciales para el
22 RPS de las compañías de servicios privadas y las solicitudes provisionales para
23 energías renovables, y aprobar acuerdos para cualquier pago suplementario de
24 energía que sea necesario.
- 25 2. Aprobar de manera expedita las solicitudes RPS de las compañías privadas de
26 servicios para 2005 y los siguientes tres años a fin de que las compañías
27 californianas cumplan con la nueva meta 20 por ciento renovables del RPS
28 para el año 2010.
- 29 3. Considerar la aplicación de mejoras al proceso de solicitud de las energías
30 renovables.
- 31 4. Asegurarse de que los protocolos de operaciones y las tarifas no sean
32 discriminatorias con respecto a los recursos renovables y estudiar los efectos
33 de una mayor penetración de recursos renovables en la operación estable de la
34 grilla eléctrica.
- 35 5. Evaluar y desarrollar las rutas de implementación de todas las compañías de
36 suministro de carga para lograr las metas relacionadas con los recursos
37 renovables más allá del 2010, incluyendo la del 33 por ciento de renovables
38 para 2020, tomando en cuenta los análisis de riesgo y de eficacia en función de
39 los costos.

- 1 6. Supervisar y brindar apoyo a los recursos renovables ya existentes, facilitar los
2 proyectos de repotenciación y atender las renovaciones de contrato de manera
3 expedita.
- 4 7. Garantizar que las nuevas líneas de transmisión se construyan de tal manera
5 que puedan tener acceso a los recursos renovables a través de un proceso de
6 planificación exhaustivo de transmisión integrada, incluyendo la creación de
7 grupos de estudio encabezados por el estado para examinar el
8 aprovechamiento de los recursos que hacen algunas regiones en particular.
- 9 8. Poner en práctica un programa eficaz en función de los costos para lograr la
10 meta de 3000 megavatios propuesta por la iniciativa "Un Millón de Techos
11 Solares" de la Gobernación.
- 12 9. Implementar estándares RPS a los proveedores de energía para que todas las
13 entidades que suministren la carga contribuyan proporcionalmente a las metas
14 de energía renovable de California.
- 15 10. Trabajar con compañías de servicios con usuarios entre los accionistas en el
16 desarrollo de sus planes de energías renovables e incorporar sus resultados en
17 una revisión exhaustiva del RPS en todo el estado.
- 18 11. Completar el Sistema de Información sobre Generación de Renovables del
19 occidente de Estados Unidos para poder supervisar la generación de
20 electricidad por medio de un sistema electrónico de rastreo.
- 21 12. Poner en práctica un sistema de intercambio de certificados de energía
22 renovable para cumplir con las metas del RPS.
- 23 13. Brindar asistencia a las agencias que otorgan los permisos para la
24 implementación de métodos que mitiguen los impactos que sobre las aves tiene
25 la generación de electricidad a partir de la energía eólica.
- 26 14. Diseñar y poner en práctica políticas de reforestación, agricultura y manejo de
27 desechos con el fin de estimular la generación de electricidad a partir del uso
28 de vertederos, de la biomasa y el biogás.

29 Los gobernadores de California, Nevada, Utah y Wyoming actualmente están
30 encabezando la creación de una nueva línea de transmisión interestatal de alto voltaje
31 a través del oeste de Estados Unidos. La Frontier Line haría posible la transmisión de
32 electricidad generada a partir de fuentes renovables, como la energía eólica y la
33 energía solar, a los consumidores en California, Nevada y Utah.

34 La mayoría de las fuentes renovables de energía han sido diseñadas para generar
35 electricidad. Sin embargo, el incremento en el uso de la energía renovable por parte de
36 la industria de la generación eléctrica quizás no sirva para atender la demanda actual
37 de gas natural de muchos usuarios finales (para más detalles acerca de este punto ver
38 Sección 3.3.2, "Fuentes renovables de energía").

1 4.10.2 Marco regulatorio

2 Las principales regulaciones federales, estatales y locales relacionadas con los
 3 recursos energéticos y minerales se identifican en la Tabla 4.10-1. Ninguna de las
 4 normas de energía existentes se aplica a este Proyecto.

Table 4.10-1 Major Laws, Regulatory Requirements, and Plans for Energy and Minerals

Law/Regulation/Plan/ Agency	Key Elements and Thresholds; Applicable Permits
Federal	
The Outer Continental Shelf Lands Act of 1953 - 43 U.S.C. 1331 – 1356	<ul style="list-style-type: none"> Created to manage oil and gas resources in the outer continental shelf and to protect the environment. Provides for lease sales and royalties.
The Coastal Zone Management Act of 1972 - <i>National Oceanic and Atmospheric Administration, Department of Commerce</i>	<ul style="list-style-type: none"> Developed to preserve, protect, enhance, and develop coastal resources and lands.
The Federal Oil & Gas Royalty Management Act of 1982 - <i>Minerals Management Service</i>	<ul style="list-style-type: none"> Created the Minerals Management Service, which manages the mineral resources in the outer continental shelf.
State	
Warren-Alquist Act, Public Resources Code – Division 15, “Energy Conservation and Development” (§ 25410 et seq.) - <i>California Energy Commission</i>	<ul style="list-style-type: none"> The State of California adopted the Warren-Alquist Act in an effort to encourage conservation of non-renewable energy resources, and the State Energy Resources Conservation and Development Commission was created as a result.
The State Surface Mining and Reclamation Act (SMARA) of 1975 - <i>California Department of Conservation Office of Mine Reclamation</i>	<ul style="list-style-type: none"> The SMARA serves to ensure the proper reclamation of surface mining operations and to safeguard access to mineral resources of regional and statewide significance in the face of competing land uses and urban expansion.
The California Coastal Act of 1976 (Public Resources Code § 30000 et seq.) - <i>California Coastal Commission</i>	<ul style="list-style-type: none"> Adopted to protect and enhance Coastal Zone resources, to ensure balanced utilization of those resources, and to maximize access to the shoreline.
Local	
Ventura County Mineral Resources Management Program - <i>Ventura County</i>	<ul style="list-style-type: none"> Compatible land uses for MRZ-2 areas include the following: (1) very low-density residential (0.1 units/acre), (2) extensive industrial, (3) recreation/open space, and (4) agriculture.
The City of Oxnard 2020 General Plan - <i>City of Oxnard</i>	<ul style="list-style-type: none"> The 2020 General Plan (City of Oxnard 1990) provides guidance for mineral (e.g., sand and gravel) and oil and gas resources. Land use activities where MRZ-2 areas exist should not preclude mineral extraction opportunities.

1 4.10.3 Criterios de significación

2 Los impactos de la construcción o la operación del Proyecto sobre los recursos
3 energéticos y minerales se consideran significativos si generan alguno de los siguientes
4 efectos adversos:

- 5 • Causa la pérdida en la disponibilidad de un agregado mineral conocido o de un
6 hidrocarburo que podría ser de valor para la región y los residentes del estado;
- 7 • Impide oportunidades de extracción de recursos minerales; o
- 8 • Crea algún efecto significativo sobre los suministros de energía locales o
9 regionales.

10 Los siguientes factores no se aplican al Proyecto y por lo tanto no se analizan con
11 detalle:

- 12 • El Proyecto no generaría conflictos con planes de conservación de energía ya
13 adoptados;
- 14 • El Proyecto no implicaría la necesidad de nuevos sistemas de generación de
15 energía o suministro de gas natural o modificar sustancialmente los existentes; y
- 16 • El Proyecto no tendría efectos significativos sobre las demandas máxima y base
17 de electricidad y otras formas de energía.

18 4.10.4 Análisis de impactos y mitigación

19 Las medidas propuestas por el Solicitante (AM), así como aquellas medidas de
20 mitigación recomendadas por las agencias (MM) se definen en la sección 4.1.5.
21 “Medidas del Solicitante y Medidas de Mitigación”.

22 **Impacto ENE-1: Acceso a recursos petrolíferos y gasíferos**

23 ***El Proyecto podría restringir, de forma temporal, la disponibilidad o el acceso a***
24 ***los recursos petrolíferos y gasíferos (Clase III).***

25 Durante la construcción del ducto, el acceso a las instalaciones o las cabezas de pozo
26 quedarían temporalmente restringidas debido a la apertura de zanjas o a cualquier
27 operación de emergencia que pudiera llevarse a cabo. Si el Proyecto tuviera que
28 atravesar o pasar cerca de tuberías colectoras de gas o petróleo, el ducto afectado
29 podría ser cerrado temporalmente durante la construcción. Esto se aplica
30 principalmente al yacimiento Oxnard, por donde pasa el ducto propuesto de Center
31 Road. Este campo tiene una producción limitada, tal como se explica en la Sección
32 4.10.1.1, "Recursos Energéticos". El ducto propuesto no debería limitar la instalación
33 de nuevos pozos, ya que la mayoría de los pozos ya han sido perforados
34 direccionalmente y, si hiciera falta, no sería muy difícil desviar una perforación 100 pies
35 (30.5 m) o más.

1 Estos impactos no se consideran significativos y por ende no se proponen medidas de
2 mitigación.

3 **Impacto ENE-2: Tener efectos significativos sobre los suministros locales y**
4 **regionales (Clase IV).**

5 El proyecto podría transportar un promedio anual de 800 millones de pies cúbicos (22.7
6 millones m³) al día de gas natural al sur de California. Por ello, dentro del contexto del
7 Plan de Acción Energética de California, el Proyecto tendría un impacto positivo.

8 En la Tabla 4.10-2, se resumen los impactos y las medidas de mitigación relacionados
9 con los recursos energéticos y minerales.

Table 4.10-2 Resumen de Impacto Energético y Medidas de mitigación

Impacto	Medida(s) de Mitigación
ENE-1: El Proyecto puede limitar temporalmente el acceso o disponibilidad de recursos minerales como producción de petróleo/gas y arena/grava (Clase III).	Ninguno.
ENE-2: El Proyecto tendría un impacto positivo en el suministro energético local y regional (Clase IV).	No aplica.

10 **4.10.5 Alternativas**

11 **4.10.5.1 Alternativa de No Acción**

12 Tal como se explicó en mayor detalle en la Sección 3.4.1, "Alternativa de No Acción",
13 esta alternativa se daría si la MARAD rechazara la licencia para el Proyecto de Puerto
14 Cabrillo y/o si la CSLC rechazara la solicitud para usar en concesión las tierras
15 costeras y sumergidas del estado para el derecho de vía de un ducto. La alternativa de
16 "no acción" significa que el Proyecto no se llevaría a cabo y que no se instalarían la
17 FSRU ni los ductos submarinos asociados ni los ductos costa adentro ni las
18 instalaciones relacionadas. Como es de esperar, ninguno de los impactos potenciales
19 ambientales identificados con la construcción y operación del proyecto propuesto
20 tendría lugar.

21 Dado que el proyecto propuesto se financiaría con fondos privados, no se sabe si el
22 Solicitante financiaría algún otro proyecto energético en California. Sin embargo, si se
23 diera la alternativa de "no acción", las necesidades energéticas identificadas en la
24 Sección 1.2, "Propósito, necesidad y objetivos del proyecto", serían atendidas a través
25 de otros medios, como algún otro proyecto relacionado con ductos de GNL o gas
26 natural. Dichos proyectos podrían tener impactos ambientales potenciales de la
27 naturaleza y magnitud del proyecto propuesto, aparte de los impactos propios de sus
28 respectivas configuraciones y operaciones. Estos impactos, sin embargo, no podrían
29 predecirse con exactitud en este momento.

1 **4.10.5.2 Emplazamiento alternativo del puerto de aguas profundas – Canal de**
 2 **Santa Bárbara / Cruce costero de Mandalay / Ducto de Gonzáles de**
 3 **Road**

4 La alternativa Canal de Santa Bárbara / Cruce costero de Mandalay / Ducto de
 5 Gonzáles Road estaría ubicada aproximadamente a 4.3; 5.9; 9.0 y 14.0 millas náuticas
 6 (5; 6.8; 10.3 y 16.1 millas o 8; 11; 16.6 y 25.9 km) de las plataformas Grace, Gilda, Gail
 7 y Gina, respectivamente (ver Figura 2.1-2 del Capítulo 2, "Descripción de la Acción
 8 Propuesta"). Las plataformas Gina, Gilda y Gail producen tanto petróleo como gas,
 9 mientras que la plataforma Grace no está produciendo actualmente (Shackell 2005).
 10 Debido a que los pozos asociados fueron perforados direccionalmente y se encuentran
 11 lejos de la pequeña huella del Proyecto, no se prevé que el mismo vaya a restringir el
 12 acceso a la producción de petróleo y gas. No hay plataformas estatales instaladas
 13 cerca de esta ubicación alternativa.

14 Esta alternativa toca tierra en el campo West Montalvo. Tal como se explica en la
 15 Sección 4.10.1.1, la producción de este yacimiento petrolero es limitada. El ducto
 16 propuesto no debería limitar la instalación de nuevos pozos ya que es relativamente
 17 fácil desviar una perforación 100 pies (30.5 m) o más. Costa afuera, hay una moratoria
 18 vigente en la perforación de petróleo y gas. Si esta fuera levantada, la disponibilidad de
 19 técnicas de perforación direccional haría posible la explotación de recursos debajo del
 20 ducto. Una vez terminada la construcción, las áreas del Proyecto regresarían a las
 21 condiciones de línea base inicial.

22 Estos impactos no se consideran significativos y por ende no se proponen medidas de
 23 mitigación.

24 **4.10.5.3 Rutas alternativas de ductos costa adentro**

25 **Alternativa 1 del Ducto de Center Road**

26 La alternativa 1 del Ducto de Center Road, al igual que la ruta propuesta, pasa a través
 27 del yacimiento Oxnard. Hay seis pozos activos a menos de 200 pies (61 m) de la ruta
 28 alternativa 1 del Ducto de Center Road.

29 La alternativa 1 cruza un área de recursos minerales en el condado de Ventura
 30 aproximadamente entre la MP 9.3 y la MP 12.4. Por ello, el impacto sobre las
 31 oportunidades de extracción de recursos a lo largo de la alternativa 1 del Ducto de
 32 Center Road sería mayor al de la ruta propuesta. Sin embargo, debido a que este
 33 trazado estaría ubicado generalmente dentro los derechos de vía existentes, no se
 34 anticipan efectos adversos. El resto del trazado de la alternativa 1 atravesaría áreas
 35 MRZ-1 y MRZ-4, donde se desconoce la presencia de depósitos de recursos minerales.
 36 El Proyecto transportaría un promedio anual de 800 millones de pies cúbicos (22.7
 37 millones m³) al día de gas natural al sur de California, lo cual tendría un impacto
 38 positivo sobre los suministros locales y regionales de energía.

39 Estos impactos no se consideran significativos y por ende no se proponen medidas de
 40 mitigación.

1 Alternativa 2 del Ducto de Center Road

2 La ruta alternativa 2 del Ducto de Center Road no cruzaría ni entraría en ninguna de
3 las zonas MRP del condado de Ventura pero sí atravesaría áreas MRZ-1 y MRZ-4, en
4 las cuales se desconoce la presencia de depósitos minerales. Al igual que la ruta
5 propuesta, esta alternativa pasaría a través del campo Oxnard, a menos de 200 pies
6 (61 m) de tres pozos activos. Los impactos potenciales sobre las oportunidades de
7 extracción de recursos a lo largo de la ruta alternativa 2 del Ducto de Center Road
8 serían similares a los de la ruta propuesta. El Proyecto transportaría un promedio anual
9 de 800 millones de pies cúbicos (22.7 millones m³) al día de gas natural al sur de
10 California, lo cual tendría un impacto positivo sobre los suministros locales y regionales
11 de energía.

12 Estos impactos no se consideran significativos y por ende no se proponen medidas de
13 mitigación.

14 Alternativa 3 del Ducto de Center Road

15 No hay diferencia significativa entre esta alternativa y la ruta propuesta. Todos los
16 impactos y sus clases serían iguales, por lo que no se requieren medidas de mitigación,
17 como sería el caso de la ruta propuesta.

18 Alternativa a la Línea 225 del Ducto Periférico

19 Los impactos de esta alternativa serían similares a los de la ruta propuesta. Estos
20 impactos no son significativos y la mitigación no se propone.

21 4.10.5.4 Cruces costeros alternativos**22 Cruce costero de Point Mugu / Ducto de Casper Road**

23 Los impactos de la alternativa Cruce costero de Point Mugu / Ducto de Casper Road
24 sobre los recursos energéticos serían aproximadamente iguales a los del proyecto
25 propuesto. No hay pozos activos de gas o petróleo ni recursos minerales cerca de la
26 ruta del ducto.

27 No hay diferencias significativas entre esta alternativa y la ruta propuesta. Todos los
28 impactos y sus clases serían iguales, por lo que no se proponen medidas de mitigación,
29 como es el caso de la ruta propuesta.

30 Cruce costero de Arnold Road / Ducto de Arnold Road

31 Los impactos de la alternativa Cruce costero de Arnold Road / Ducto de Arnold Road
32 sobre los recursos energéticos serían aproximadamente iguales a los del proyecto
33 propuesto. No hay pozos activos de gas o petróleo ni recursos minerales cerca de la
34 ruta del ducto.

1 No hay diferencias significativas entre esta alternativa y la ruta propuesta. Todos los
2 impactos y sus clases serían iguales, por lo que no se proponen medidas de mitigación,
3 como es el caso de la ruta propuesta.

4 **4.10.6 Referencias**

5 California Coastal Commission. 2005. Staff Report and Recommendation on
6 Consistency Determination No. CD-051-05. August 11, 2005.

7 California Division of Oil, Gas, & Geothermal Resources (CDOGGR). 2005. Web page
8 accessed August 5. [http://opi.consrv.ca.gov/opi/opi.dll/Search?UsrP_ID=100038230&
9 FormStack=Main%2CField&Fld_Code=662&Action=Get+Wells&PriorState=Encoded%3
10 DTrue.](http://opi.consrv.ca.gov/opi/opi.dll/Search?UsrP_ID=100038230&FormStack=Main%2CField&Fld_Code=662&Action=Get+Wells&PriorState=Encoded%3DTrue)

11 California Energy Commission (CEC). 2003. 2003 Integrated Energy Policy Report
12 (adopted November 12, 2003). California Energy Commission Docket No. 02-IEP-1.
13 Publication No. CEC-100-03-019F. December 2. [http://www.energy.ca.gov/reports/
14 100-03-019F.PDF.](http://www.energy.ca.gov/reports/100-03-019F.PDF)

15 _____. 2004. Public Interest Energy Research 2003 Annual Report.
16 [http://www.energy.ca.gov/reports/2004-04-01_500-04-010.PDF.](http://www.energy.ca.gov/reports/2004-04-01_500-04-010.PDF)

17 _____. 2005a. 2005 Database of California Power Plants.
18 [http://www.energy.ca.gov/database/index.html#powerplants.](http://www.energy.ca.gov/database/index.html#powerplants)

19 _____. 2005b. Natural Gas Assessment Update. Staff Report, Publication No.
20 CEC-600-2005-003. February. [http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-600-
21 2005-003/CEC-600-2005-003.PDF.](http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-600-2005-003/CEC-600-2005-003.PDF)

22 _____. 2005c. California Energy Facts, Summary of California Energy. Website
23 accessed August 5. [http://www.energy.ca.gov/html/calif_energy_facts.html.](http://www.energy.ca.gov/html/calif_energy_facts.html)

24 _____. 2005d. Integrated Energy Policy Report. Committee final report,
25 Publication No. CEC-100-2005-007-CTF. Website accessed November 20.
26 [http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-100-2005-007/CEC-100-2005-007-
27 CMF.PDF](http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-100-2005-007/CEC-100-2005-007-CMF.PDF)

28 California Energy Resources Conservation and Development Commission and Public
29 Utilities Commission (CEC and CPUC). 2003. Energy Action Plan. Adopted May 8.
30 [http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/2003-05-08_ACTION_PLAN.pdf.](http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/2003-05-08_ACTION_PLAN.pdf)

31 _____. 2005. Energy Action Plan II, Implementation Road Map for Energy Policies.
32 Adopted September 21. Accessed December 9, 2005.
33 [http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/2005-09-21_EAP2_FINAL.PDF.](http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/2005-09-21_EAP2_FINAL.PDF)

34 City of Oxnard. 1990. City of Oxnard 2020 General Plan. November. Includes
35 Amendments through December 2000.

- 1 City of Santa Clarita. 1991. General Plan.
2 http://www.ci.oxnard.ca.us/developsvcs/planning/generalplan/gen_plan_doc.html
- 3 Entrix, Inc. 2003. Environmental Analysis, Offshore Component of BHP Billiton LNG
4 International Inc. Cabrillo Port Project. August 2003.
- 5 _____. 2004. Environmental Analysis, Onshore Component of BHP Billiton LNG
6 International Inc. Cabrillo Port Project. May 2004.
- 7 _____. July 2005. Environmental Analysis, Center Road Alternative 3 Pipeline,
8 Cabrillo Port, Deepwater Port in the Vicinity of Ventura, California.
- 9 Follstad, Fred, City of Santa Clarita Planning Department. 2005. Personal
10 communication. September 14.
- 11 Gopal et al. 2003. Natural Gas Market Assessment Staff Report. California Energy
12 Commission. 100-03-006. August. http://www.energy.ca.gov/reports/2003-08-08_100-03-006.PDF.
13
- 14 Shackell, Glen, Minerals Management Service. 2005. Personal communication.
15 September 14.
- 16 Ventura County. 1988. Ventura County General Plan, Goals, Policies and Programs,
17 Figure 1 – South Half Resource Protection Map. Adopted May 24. Amended
18 December 10, 1996.